Northern Pipeline Agency
Canada

Administration du pipe-line du Nord
Canada

ANNUAL REPORT

1987-1988

© Minister of Supply and Services Canada 1988

Cat. No. C88-1/1988

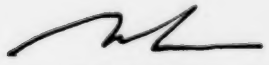
ISBN 0-662-56384-0

Ottawa, Ontario.
December 31, 1988.

Dear Sir,

I present herewith the Annual Report of the Northern Pipeline Agency for the fiscal year ending March 31, 1988, together with the report of the Auditor General on the accounts and financial transactions of the Agency for the same period, for submission by you to Parliament as provided under Section 13 of the *Northern Pipeline Act*. During the period covered by this report, the Honourable Mitchell Sharp, whom I succeeded on June 1, 1988, carried out the duties of Commissioner. Accordingly, I have consulted with Mr. Sharp on the preparation of this report to ensure that it benefits from his 10 years of distinguished public service as the first Commissioner of the Northern Pipeline Agency.

Yours sincerely,



G.E. Shannon

The Honourable Donald Mazankowski, P.C. M.P.,
Deputy Prime Minister
President of the Queen's Privy Council and
Minister responsible for the Northern Pipeline Agency,
House of Commons,
Ottawa, Ontario.

Table of Contents

	Page
Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project	**1**
Developments Involving Operations of the Pre-Build and Planning for Second-Stage Construction of the Pipeline	**3**
Major Revisions in Second-Stage Pipeline Design and Substantially Reduced Cost Estimates	3
Current and Prospective Increases in Exports of Canadian Gas through the Eastern and Western Legs	4
The Role of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies	5
Finance, Personnel and Official Languages	**7**
Finance and Personnel	7
Official Languages Plan	7
Appendix	
Report of the Auditor General of Canada	9

Ottawa—Head Office
Mr. G.E. Shannon, Commissioner,

Centennial Towers (Station 210),
200 Kent Street,
Ottawa, Ontario.
K1A 0E6

Overview of the Alaska Highway Gas Pipeline Project

A number of developments emerged during the course of the 1987-88 fiscal year that had significant implications both for the operations of the first stage of the Alaska Highway Natural Gas Pipeline and prospects for proceeding with second-stage construction of the project to link U.S. gas reserves on the North Slope of Alaska with markets in the western and mid-western states.

Dominating the picture was the multiplicity of signs indicating a marked resurgence in the U.S. gas market for the first time since the onset of a severe slump in 1982. As a result of that slump, which coincided with the emergence of a deep economic recession in North America and abroad, sponsors of the project were forced to defer plans for proceeding with the second-stage link to connect gas from Prudhoe Bay with the pre-built Eastern and Western Legs already completed by that year in both countries for the initial purpose of transporting surplus Canadian gas to U.S. markets.

The strengthening of the market south of the border appeared to be due in part to demand created by continuing economic growth and to more severe climatic conditions than usual. Prolonged periods of cold weather in a number of parts of the country during the winter brought about an upsurge in demand. In fact, the major distributor of gas in southern California was briefly forced to curtail gas deliveries to some of its lower priority customers because of a shortage of supplies to meet demand, recalling the widespread curtailments of the winter of 1976-77 that provided the most dramatic evidence of a then-emerging supply crisis in the United States. (During the summer months of 1988, gas supplies also continued to run at a high level to satisfy the power required for air conditioning as a result of periods of unusually hot weather.)

Another important factor affecting the tightening of the U.S. gas market, and one of potentially greater significance for the longer term, was an unanticipated shortfall in the ability of the U.S. supply system to meet the increase in demand. In a report issued early in 1988, Cambridge Energy Research Associates, a highly-regarded private group of energy analysts, concluded: "The market is ... signalling a longer-term trend of critical importance: gas deliverability in the offshore Gulf of Mexico declined significantly in the second half of 1987."

The result of these developments was to reinforce the gathering consensus that the 'bubble' of surplus gas available for delivery from reserves in the lower 48 states that for several years has been depressing the market south of the border was being significantly reduced. It is the existence of this bubble that has ruled out any prospect for obtaining the competitive market conditions required to clear the way for completion of the Alaska Highway Pipeline and the delivery of U.S. gas from Prudhoe Bay to the lower 48 states. (In a study issued in July, 1988, the American Gas Association estimated that the excess supply of deliverable gas would be reduced to around 1.5 trillion cubit feet (45.5 billion cubic metres) by the end of 1988 and essentially disappear by 1990.)

For Canada, the marked turnaround in the U.S. market resulted in a dramatic increase in natural gas exports. A good portion of the increase represented sales of interruptible gas on a spot basis at prices that were substantially above the depressed levels prevailing in recent years. (Between the beginning of the 'gas year' in November, 1987, and June, 1988, it was estimated that Canadian exports were running at a rate of nearly 50 per cent above the same period a

year ago.) In addition, there were also indications of a renewed interest within the industry in contracting for new gas supplies on a long-term basis, including supplies from Canada.

For the pre-built Eastern and Western Legs of the Alaska Highway Gas Pipeline, the strengthening of the U.S. market resulted in a substantially increased throughput of Canadian gas for export to California and the mid-west during the course of the fiscal year. While much of this increase represented short-term sales, there were also developments—actual and potential—involving increased export of gas through the system on a longer term basis, as outlined further in a later section.

The resurgence in the gas market and the continuing decline in the gas supply bubble during 1987-88 were in line with developments that the American and Canadian sponsors of the Alaska Highway project have long considered were a prerequisite for proceeding in the early 1990s with completion of the second-stage link to U.S. gas on the North Slope of Alaska. In addition, however, they were convinced that the economic feasibility of the project was considerably enhanced by proposed changes in pipeline design and revised estimates that resulted in a major reduction in projected second-stage costs—as more fully explained in a following section. (As briefly outlined later also, an application filed in September, 1988, with the National Energy Board by Esso Resources Canada Ltd. and Shell Canada Ltd. for the exports of some 169 billion cubic metres of gas (6 trillion cubic feet) from the Mackenzie Delta Region over a 20-year period has further potential significance for second-stage construction of the Alaska Highway Pipeline.)

One cloud on what appeared to be the otherwise brightening prospects for completion of the Alaska Highway Pipeline took the shape of a finding by the President in January, 1988, that effectively cleared away a major legal roadblock to the offshore export of U.S. gas reserves on the North Slope of Alaska. The decision was made at the urging of the Yukon Pacific Corporation, which has been promoting the development of a Trans-Alaska Gas System (TAGS) for the export of North Slope gas in liquified form to Japan and other Asian countries—as explained in last year's annual report of the Northern Pipeline Agency.

In addition to the objections to the decision registered by the sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline in both countries, the Canadian government also stated its opposition to the move. It contended that the 1977 agreement between the two countries for joint undertaking of the project clearly rested on the reservation of existing North Slope gas supplies for delivery through the pipeline. In his finding, however, President Reagan expressed his belief that the removal of legal restrictions on offshore exports of North Slope gas should not hinder completion of the Alaska Highway pipeline system. He noted that his Administration supported the timely economic development of Alaska natural resources and had "removed all regulatory barriers to the private sector's expeditious completion" of the pipeline project. As of the end of the fiscal year, the application by Yukon Pacific for an export permit remained to be dealt with.

Those wishing further information about the scope of the Alaska Highway Gas Pipeline Project, the proposed route of the route, and the role of the Northern Pipeline Agency are referred to the Agency's annual reports prior to 1985-86.

Developments Involving Operations of the Pre-build and Planning for Second-stage Construction of the Pipeline

Major Revisions in Second-Stage Pipeline Design and Substantially Reduced Cost Estimates

Throughout the fiscal year, sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline in Canada and the United States undertook an intensive review both of the initial design of the second stage of the system and of the detailed cost estimates that were last made in 1982.

Canadian and U.S. regulatory authorities were briefed on the outcome of this review in the latter part of the fiscal year and the results were announced publicly by the two sponsors—Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. in Canada and Northwest Alaskan Pipeline Co., head of the consortium for construction of the Alaskan portion of the system—in early June, 1988.

In terms of January, 1988, U.S. dollars, the sponsors calculated that the total cost of the entire system, including the first stage of the project, would now come to $14.6 billion, a reduction of 45 per cent from the $26.1 billion estimate made in 1982 (as adjusted to put the earlier estimate into 1988 dollar terms). For a pipeline in service by November, 1995, it was estimated that the actual cost would amount to approximately $22.5 billion.

Foothills concluded that on a 1988 U.S. dollar basis, costs of the total system in Canada would amount to $5.6 billion, down from the earlier projection of $8.2 billion. In Alaska, the U.S. sponsor anticipated costs would be reduced from $15.6 billion to $7.2 billion.

As a result of this substantial reduction in projected capital costs, the two companies estimated that average transportation costs to the lower 48 states over a 10-year period—again in 1988 dollars—would amount to approximately $3.05 per million British Thermal Units (BTUs), which is roughly equivalent to 1,000 cubic feet of natural gas.

"On the timing of the project, it is Foothills' view that the system will be operational in the mid to late 1990s," the Canadian company stated in its public announcement of the revised design and cost estimates. "With the new cost estimates for the project, Foothills is convinced additional supplies of natural gas will be required in the lower 48 states by that time and can be delivered at a market clearing price. In addition, the replacement of imported oil by secure U.S. gas supplies cannot be ignored. The initial gas throughput of the ANGTS (Alaska Natural Gas Transportation System) would be equivalent to 400,000 barrels of oil per day, ultimately increasing to 600,000 barrels per day."

Both the revisions in the nature of the system and in costs estimates resulted in part from technological advances that have been made in recent years in the design of pipelines and from the new knowledge acquired from extensive field testing programs, the sponsors stated. One of the major design changes relates to pipe size and planned operating pressure.

Initial plans called for pipe with an outside diameter of 1 219 millimetres (mm) (48 inches) from Prudhoe Bay on the North Slope of Alaska to Whitehorse in

Yukon and of 1 422 mm (56-inch) diameter from Whitehorse to Caroline, Alberta, the point at which the line divides into the existing Eastern and Western Legs. These segments were intended to operate under pressures of 1260 and 1080 pounds per square inch (psi), respectively. Under the revised design, the diameter of the line to Whitehorse from Prudhoe Bay would be 1 067 mm (42 inches) and the segment from Whitehorse to Caroline would be 1 219 mm (48 inches). While the diameter of each segment of pipe would be smaller, the pressure would be significantly higher—2160 psi on the section from the North Slope to Whitehorse and 1680 psi on the section from there to Caroline. In addition, the sponsors projected an increase in the initial throughput capacity of the system from the initial estimate of around 60 million cubic metres per day (2.1 billion cubic feet per day) to approximately 65 million cubic metres per day (2.3 bcf/d).

The sponsoring companies listed a number of factors that contributed to the reduction in estimated construction costs. These included significant changes in the economic climate since the early 1980s; a shorter construction schedule; incorporation of results from project test sites in Canada and the United States; advancement in pipeline design; improved welding productivity; more traditional owner/contractor functions; greater use of existing communications systems; and a reduction in funds provided for contingencies.

(As noted earlier, some further evidence of renewed interest in the possibility of exporting Arctic natural gas to southern markets was provided by the joint application submitted to the National Energy Board in September, 1988, for licences to export up to 169 billion cubic metres (6 trillion cubic feet) of Canadian reserves from the Mackenzie Delta Region to the United States over a 20-year period. While the two Canadian applicants—Esso Resources Canada Ltd. and Shell Canada Ltd.—lacked firm contracts for the purchase of the gas, they said they had entered into "Precedent Agreements" with two potential U.S. buyers—Enron Corp. and Texas Eastern Transmission Corp. The Canadian gas reserve owners explained that they were applying for an export permit because of the long lead time of at least eight years that would be required to finalize marketing, transportation and financing arrangements, obtain all necessary regulatory approvals, and complete construction of pipeline facilities. On that basis, they concluded that gas could be available for delivery beginning in November, 1996, at the earliest.

(Esso and Shell left open the question of how the proposed export of gas might be transported from the Arctic to the South. The Canada-U.S. agreement of 1977 on the Alaska Highway Gas Pipeline Project makes provision for the transportation of Canadian gas from the Mackenzie Delta Region via a so-called Dempster Lateral, which would hook up with the main line of the system at Whitehorse. Foothills submitted an application for approval of this lateral to the National Energy Board in 1979, in keeping with an agreement with the federal government, but consideration of that application remains suspended. In its own application, Esso recognized that new pipeline facilities would be required to link Delta gas supplies with existing transportation systems in the South. But the company said it would only decide on the nature of those arrangements after it had determined the volumes and export points of the gas. Esso said it was prepared to play a leading role in developing a new system "if an independent company is unable to offer satisfactory and competitive transportation service in a timely manner.")

Current and Prospective Increases in Exports of Canadian Gas through the Eastern and Western Legs

In line with the general increase in demand for Canadian gas referred to earlier, exports of supplies through the Eastern and Western Legs rose sharply during the fiscal year, in part because of a substantial increase in demand for Canadian gas on a spot or short-term basis.

On the Western Leg, exports for some years have amounted to the maximum contracted demand of some 6.8 million cubic metres of gas a day (240 million cubic feet daily—mmcf/d). During the 1987-88 fiscal year, throughput on the Western Leg averaged some 7.5 million cubic metres a day (266 mmcf/d) as a result of additional exports on a short-term basis. In May, 1987, the federal Energy Regulatory Commission (FERC) in the United States authorized an increase in the contract capacity of the Western Leg to some 8.5 million cubic metres per day (300 mmcf/d). In Canada, the National Energy Board authorized an increase in exports under its procedures governing short-term exports.

The Western Leg was also a major focal point during the year as a result of an application to the NEB in May, 1987, by Pan-Alberta Gas Ltd. for a licence to extend substantially its exports through the pipeline system to the Southern California Gas Co. (SoCal) via the Pacific Interstate Transmission Co. (PIT). The subsequent hearing conducted by the Board on this

application was the first to be governed by the new market-based criteria established by the NEB in a decision issued in September, 1987.

In its application, Pan-Alberta asked the Board to approve an extension of its then-existing licence from October, 1996, to October, 2012, a total of 16 years. It also sought approval for an increase in the total volume of gas exportable under the licence of 45.6 billion cubic metres (1.6 tcf) to a maximum of 73.6 billion cubic metres (2.6 tcf). (In the Reasons for Decision issued in July, 1988, the NEB essentially approved Pan-Alberta's application. It stipulated, however, that rather than extending it, the existing licence would be revoked and a new licence issued to provide for the export to SoCal of 59.7 billion cubic metres (2.1 tcf) over the 24-year period to 2012. The decision also provided for the export in any one day of up to 7.5 million cubic metres (264 mmcf). "The Board is of the view that the new licence will ensure continued high load factor sales into what has proved to be a reliable export market for Canadian gas," the NEB asserted in its report.)

Contributing significantly to the potential for greatly increased throughput of gas via the Eastern Leg was the approval by the National Energy Board in December, 1987, of an application submitted by Foothills the previous June for the institution of interruptible service. The NEB agreed to authorize the company to transport gas through the Saskatchewan segment of the Eastern Leg in Canada on an interruptible basis and directed that the toll be designed to cover the cost of two tiers of such service, depending on the load factor. (In subsequent decisions, the Board authorized progressive reductions in three stages for the toll provided for each tier.)

Between April 1, 1987, and March 31, 1988, exports through the Eastern Leg amounted to 17.8 million cubic metres a day (628.3 mmcf/d), about 4 per cent of which was accounted for by gas sold on an interruptible basis. This volume of throughput amounted to 64 per cent of the total load factor on the Eastern Leg, which compares with throughput at 23 per cent of load factor in the same period the year before.

While the average volume throughput on the Eastern Leg remained below existing capacity, in November, 1987, Northern Border Pipeline Ltd., which makes up the Eastern Leg of the system in the United States, applied to the FERC for authorization to undertake a major expansion in the throughput capacity and the reach of the pipeline. It proposed to extend the existing line from its present termination point at Ventura, Iowa, to Tuscola, Illinois, a distance of some 600 kilometres (370 miles). Northern Border also sought to add sufficient compression to increase the transportation capacity of the present line by some 21 million cubic metres of gas daily (740 mmcf/d) to a new maximum of 51.5 million cubic metres daily (1.8 bcf/d). Proposed compression facilities would make possible a maximum throughput on the addition of some 34 million cubic metres (1.2 bcf/d). Northern Border indicated that it expected a substantial proportion of the increased throughput to come from Canada. In the absence of firm supply and demand contracts, however, no application was submitted to the National Energy Board during the fiscal year for the necessary authority to expand the export capacity of the Eastern Leg in Canada.

The Role of the Canadian and U.S. Regulatory Agencies

As has been the case for some years, the function of the regulatory agencies established in each country to oversee the planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline—the Northern Pipeline Agency in Canada and the Office of the Federal Inspector in the United States—has essentially been reduced to a stand-by role. As noted in the previous annual report, this has basically involved maintenance of extensive files, records and plans that will be required as and when the second stage of the project is reactivated. In addition, both agencies continue to monitor and, where required, to intervene in cases where there are developments that have an actual or potential impact on either the pre-built Eastern and Western Legs or the second-stage segment of the project.

In a regular half-yearly report to Congress in February, 1987, Theodore J. Garrish, the U.S. Federal Inspector, noted that all of the field offices of the OFI had been closed down and that the remaining functions of the OFI were being carried out under an administrative support agreement with the Department of Energy. "It is anticipated that Phase II construction efforts will be remobilized in the early 1990s as natural gas markets stabilize and financing prospects improve for the entities participating in project construction," Mr. Garrish stated in his report to Congress. "The ANGTS project continues to offer great promise in making available to America abundant supplies of Alaska natural gas. This project is important to this nation's energy health and security, and we look forward to its full remobilization."

During the course of the fiscal year 1987-88, the staff of the Northern Pipeline Agency remained minimal, with only one member employed on a full-time basis and the Commissioner and Senior Financial Officer serving only on a part-time basis. As in the past, all project-related expenses incurred by the NPA or other government departments and agencies, were reimbursed by the Canadian sponsor.

Throughout the year, the Hon. John C. Crosbie, Minister of Transport, continued to maintain ministerial responsibility for the Northern Pipeline Agency. (The Hon. Benoît Bouchard became Minister responsible for the NPA on April 1, 1988, at the same time as he succeeded Mr. Crosbie as Minister of Transport. On June 1, 1988, the Honourable Donald Mazankowski, Deputy Prime Minister and President of the Privy Council—and subsequently also the Minister of Agriculture—again assumed responsibility for the NPA. Mr. Mazankowski previous held this same portfolio from September 17, 1984, to June 30, 1986. As pointed out in the letter of transmittal of this annual report to Mr. Mazankowski, G.E. Shannon, Deputy Minister for International Trade and Associate Under-Secretary of State for External Affairs, succeeded Mitchell Sharp on June 1, 1988, as Commissioner of the Northern Pipeline Agency, a position in which he served for a period of just over 10 years following the creation of the Agency by Parliament through the *Northern Pipeline Act* in the spring of 1978. As a consequence of this change, it is anticipated that the offices of the Northern Pipeline Agency will be relocated by the spring of 1989 in the Lester B. Pearson Building, 125 Sussex Drive, Ottawa, Ontario, K1A 0G2.)

Finance, Personnel and Official Languages

Finance and Personnel

Section 12 of the *Northern Pipeline Act* provides for an annual audit of the accounts and financial transactions of the Agency by the Auditor General of Canada and for a report thereon to be made to the Minister. Section 13 of the Act requires the Auditor General's report to be laid before Parliament together with the Minister's annual report on the operations of the Agency. To comply with these requirements, the report of the Auditor General of Canada on the accounts and financial transactions of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1988, is reproduced as an appendix.

Estimates for 1987-88 provided $518,000 and two person-years for the operation of the Agency. Expenditure for the year totalled $225,000. At year-end only three employees were on staff, of whom two were on a part-time basis. The National Energy Board provides finance and personnel services, for which the Agency reimburses the Board.

Section 29 of the *Northern Pipeline Act* provides for recovery of the costs of the Agency from the company constructing the pipeline in accordance with regulations made under subsection 46.1(2) of the *National Energy Board Act*. During the year, $303,000 was recovered from Foothills in keeping with the provisions of the Northern Pipeline Act, of which $180,000 related to prior year costs. In addition, $28,000 in Yukon easement fees were collected. All amounts were credited to the Consolidated Revenue Fund.

Official Languages Plan

Although the Northern Pipeline Agency is a separate employer under Part II of the *Public Service Staff Relations Act* and is not subject to the *Public Service Employment Act*, the language policies and procedures established for other government departments and agencies have generally been applied. In addition, the Agency conforms as fully as possible with the provisions of the *Official Languages Act*.

In order to allow members of the public to comment on the linguistic aspect of services provided, enquiries may be made by telephoning (613) 993-7466 or by writing to the Head Office of the Northern Pipeline Agency, Station 210, Centennial Towers, 200 Kent Street, Ottawa, Ontario, K1A 0E6.

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

AUDITOR'S REPORT

To the Minister responsible for the Northern Pipeline Agency

I have examined the statement of expenditure and receipts of the Northern Pipeline Agency for the year ended March 31, 1988. My examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as I considered necessary in the circumstances.

In my opinion, this statement presents fairly the expenditure and receipts of the Agency for the year ended March 31, 1988 in accordance with the accounting policies set out in Note 2 to the statement applied on a basis consistent with that of the preceding year.

D.L. Meyers, F.C.A.
Deputy Auditor General
for the Auditor General of Canada

Ottawa, Canada
August 15, 1988

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Statement of Expenditure and Receipts
for the year ended March 31, 1988

	1988	1987
Expenditure (Note 3)		
Salaries and employee benefits	$ 144,333	$ 353,877
Rentals	36,510	34,430
Professional and special services	33,858	32,575
Travel and communications	4,049	12,580
Information	3,178	3,473
Materiel and supplies	1,666	1,806
Acquisition of Equipment	1,199	—
Other	185	1,850
Repair and upkeep	80	—
	225,058	440,591
Receipts		
Recovery of costs from Foothills Pipe Line (Yukon) Ltd. (Note 4)	303,487	135,307
Secondment of Agency staff	—	105,849
Easement fees	27,594	27,594
Other recoveries	178	2,153
	331,259	270,903
Excess of expenditures over receipts (Excess of receipts over expenditure)	$ (106,201)	$ 169,688

Approved by:

Commissioner

Senior Financial Officer

NORTHERN PIPELINE AGENCY

Notes to Statement of Expenditure and Receipts
March 31, 1988

1. Authority and objective

The Agency was established in 1978 by the Northern Pipeline Act (S.C. 1977-78, c. 20). The objective of the Agency is to facilitate the efficient and expeditious planning and construction of the Alaska Highway Gas Pipeline in a manner consistent with the best interests of Canada as defined in the Act.

2. Accounting policies

Expenditure

Expenditure includes the cost of work performed, goods received or services rendered prior to April 1, except for the costs of the employees' contingency and termination plans which are charged to expenditure in the year in which the employee leaves the Agency. Capital acquisitions are charged to expenditure in the year of purchase. Expenditure also includes any costs incurred on behalf of the Agency by government departments, except for contributions to employee benefit plans which are based on budgeted salary costs. All expenditures are financed by parliamentary appropriations and government departments which provided services without charge.

Receipts

Receipts are recorded on a cash basis and are credited to the Consolidated Revenue Fund. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. is based on quarterly billings.

3. Expenditure

Expenditure for the year was provided for as follows:

	1988	1987
Parliamentary appropriations		
Transport		
Vote 90 (Vote 70 in 1987)—Program expenditure	$ 485,000	$600,000
Statutory—Contributions to employee benefit plans	33,000	45,000
	518,000	645,000
Amount not required	292,942	204,409
	$ 225,058	$440,591

4. Recovery of costs from Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1988	1987
Costs recoverable for the year		
Expenditure for the year	$ 225,058	$ 440,591
* Adjustment in respect of employee benefits	(16,300)	(16,592)
Adjustment for nonrecoverable costs	—	(10,671)
Secondment of Agency staff	—	(105,849)
Other recoveries	—	(1,141)
	208,758	306,338
Current year's costs recovered in previous year	—	(18,624)
Excess recovery of costs in the current year	—	—
Prior year costs recovered in the current year	180,001	—
Prior year's adjustment recognized in current year	—	27,594
Cost to be recovered in the following year	(85,272)	(180,001)
	$ 303,487	$ 135,307

* The Agency's share of employee benefits paid to the government for the current year has exceeded the actual employer's share. As a result, costs recoverable for the year ended March 31, 1988 have been adjusted accordingly.

5. Employees' contingency and termination plans

Contingency plan

Senior and certain other key employees who remain with the Agency until completion of their responsibilities and whose service exceeds two years are entitled to an allowance of 13% of accumulated salary received. Based on employees on strength who may become entitled to this benefit in the future, unpaid costs as at March 31, 1988 are estimated at $27,255 (1987—$21,500).

Termination plan

On July 15, 1982, Treasury Board approved a termination plan for employees who are separated due to the reduction of activities announced on May 1, 1982. The amount of termination allowance is based on years of service and includes an amount for relocation as necessary. Based on projected terminations, unpaid costs, including relocation costs, as at March 31, 1988 are estimated at $22,400 (1987—$35,000).

6. Reduction of activities

On May 1, 1982, the United States sponsors of the Alaska Highway Gas Pipeline and Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. announced that the target date for completion had been set back and all parties were to scale down their activities.

Administration du pipe-line du Nord Canada

Northern Pipeline Agency Canada

RAPPORT ANNUEL

1987-1988

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1988

N° de cat. C88-1/1988

ISBN 0-662-56384-0

Ottawa, Ontario
le 31 décembre 1988

Monsieur le Ministre,

Je vous soumets ci-joint le rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'année financière se terminant le 31 mars 1988, ainsi que le rapport du Vérificateur général sur les comptes et les transactions financières de l'Administration pour la même période, pour que vous les présentiez au Parlement, conformément à l'article 13 de la *Loi sur le pipe-line du Nord*. Pendant la période visée par le présent rapport, le directeur général de l'Administration était l'honorable Mitchell Sharp, à qui j'ai succédé le 1er juin 1988. J'ai donc consulté M. Sharp pendant la rédaction de ce rapport afin que puissent être mises à profit ses dix années de service public distingué en tant que premier Directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Ministre, l'expression de mes sentiments distingués.

Directeur général de
l'Administration du
pipe-line du Nord,

G.E. Shannon

L'hon. Donald Mazankowski, c.p., député
Vice-premier ministre,
Président du Conseil privé et
ministre responsable de l'Administration
du pipe-line du Nord,
Chambre des communes,
Ottawa (Ontario)

Table des matières

Page

Situation générale du gazoduc de la route de l'Alaska **1**

Faits nouveaux influant sur l'exploitation des tronçons préliminaires du gazoduc et la planification de la deuxième étape des travaux **3**

Révisions majeures apportées à la conception de la deuxième étape du gazoduc et réductions sensibles au titre des coûts prévus 3
Augmentations courantes et éventuelles des exportations de gaz canadien par les embranchements est et ouest 4
Le rôle des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis 5

Finances, personnel et langues officielles **7**

Finances et personnel 7
Plan des langues officielles 7

Appendice

Rapport du Vérificateur général du Canada 9

Ottawa – Siège social
M. G.E. Shannon, directeur général

Les Tours Centennial (poste 210)
200, rue Kent
Ottawa (Ontario)
K1A 0E6

Situation générale du gazoduc de la route de l'Alaska

Un nombre d'événements survenus pendant l'année financière 1987-1988 ont eu de vastes répercussions à la fois sur l'exploitation des tronçons préliminaires du gazoduc de la route de l'Alaska et sur le démarrage éventuel de la deuxième étape de la construction du gazoduc devant relier les réserves américaines du versant nord de l'Alaska aux marchés dans les États de l'Ouest et du Mid-West.

L'année a été dominée par la prolifération des signes laissant espérer une franche reprise du marché du gaz américain pour la première fois depuis le début d'un déclin sévère en 1982. Ce déclin, qui a coïncidé avec l'avènement d'une profonde récession en Amérique du Nord et à l'étranger, avait forcé les parrains du projet à remettre leurs plans en vue de passer à la deuxième étape du gazoduc devant amener les réserves de gaz de la baie Prudhoe aux embranchements est et ouest dont les deux pays avaient déjà terminé la construction cette année-là dans le but initial de transporter les surplus de gaz canadiens vers les marchés américains.

Le raffermissement du marché au sud de la frontière semblait dû en partie à la demande créée par une croissance économique soutenue et par des conditions climatiques anormalement sévères. Pendant l'hiver, des périodes de froid prolongées dans un certain nombre de régions ont fait grimper la demande. En fait, le distributeur de gaz le plus important du sud de la Californie a été obligé de réduire temporairement ses livraisons à certains de ses clients moins prioritaires parce qu'il n'avait pas suffisamment d'approvisionnements pour répondre à la demande, ce qui rappelait les restrictions généralisées de l'hiver 1976-1977 qui ont fourni la preuve la plus éclatante de la crise énergétique qui commençait alors de sévir aux États-Unis. (Pendant l'été de 1988, les réserves de gaz ont aussi été hautement sollicitées pour faire fonctionner les climatiseurs requis par des périodes de canicule exceptionnelles.)

Un autre facteur important, qui pourrait également avoir une incidence plus marquée à long terme, a contribué au resserrement du marché américain, à savoir l'incapacité imprévue du système d'approvisionnement américain de satisfaire à la demande accrue. Dans un rapport publié au début de 1988, Cambridge Energy Research Associates, groupe privé très estimé d'analystes de l'énergie, a conclu ce qui suit : «Le marché . . . manifeste une tendance revêtant une importance vitale à plus long terme : les quantités de gaz livrable du Golfe du Mexique ont connu une nette diminution pendant le second semestre de 1987».

Ces événements ont consolidé le consensus croissant que la «bulle» de gaz excédentaire disponible pour fins de livraison dans les réserves des 48 États du sud, laquelle bulle déprimait depuis plusieurs années le marché au sud de la frontière, accusait une nette diminution. C'est l'existence de cette bulle qui a exclu toute possibilité d'obtenir sur le marché les conditions compétitives requises pour terminer la construction du gazoduc de la route de l'Alaska et apporter le gaz américain de la baie Prudhoe aux 48 États du Sud. (Dans un rapport publié en juillet 1988, la American Gas Association estime que les provisions excédentaires de gaz livrable passeront à environ 1,5 billion de pieds cubes (45,5 milliards de mètres^3) d'ici la fin de 1988 et auront essentiellement disparu en 1990.)

Au Canada, ce revirement du marché américain s'est traduit par une augmentation sensible des exportations de gaz naturel. Une bonne partie de cette augmentation était due à des ventes discontinues au

comptant, lesquelles avaient été réalisées à des prix nettement au-dessus des niveaux déprimés des dernières années. (On estime que, entre le début de «l'année de gaz» en novembre 1987 et juin 1988, les exportations canadiennes étaient près de 50 p. 100 supérieures à celles de la même période l'année précédente.) De plus, il y a aussi lieu de croire que l'industrie est de nouveau intéressée à conclure, entre autres avec le Canada, des contrats prévoyant l'acquisition à long terme de nouveaux approvisionnements de gaz.

Pour les embranchements est et ouest du gazoduc de la route de l'Alaska, le renforcement du marché américain a entraîné une nette augmentation des exportations de gaz canadien vers la Californie et le Mid-West pendant l'année financière. Même si une grande partie de cette augmentation était constituée de ventes à court terme, il y a aussi eu des événements qui augmenteront à plus long terme les exportations—réelles et éventuelles—de gaz dans l'ensemble du système, comme nous l'expliquons plus loin.

La reprise du marché du gaz et la diminution persistante de la bulle d'approvisionnement pendant 1987-1988 comptent parmi les événements que les parrains américains et canadiens du projet de la route de l'Alaska considèrent depuis longtemps comme essentiels au démarrage au début des années 1990 de la deuxième étape de la construction d'un gazoduc donnant accès aux réserves de gaz américaines du versant nord de l'Alaska. Cependant, ils étaient aussi convaincus que la viabilité économique du projet était considérablement favorisée par les changements proposés à la conception du gazoduc et par des estimations révisées qui réduisaient nettement les coûts prévus de la deuxième étape—comme nous l'expliquons plus longuement ci-après. (Nous signalons aussi plus loin qu'une demande présentée en septembre 1988 à l'Office national de l'énergie par Esso Ressources Canada Ltée et Shell Canada Ltée touchant l'exportation de quelque 169 milliards de mètres cubes de gaz (6 billions de pieds^3) de la région du Delta du Mackenzie pendant 20 ans pourra aussi avoir un effet sur la deuxième étape de la construction du gazoduc de la route de l'Alaska.)

Une décision du président en janvier 1988, qui a effectivement supprimé un obstacle juridique important à l'exportation à l'étranger des réserves de gaz américaines du versant nord de l'Alaska, constituait la seule ombre à ce qui semblait autrement un tableau de plus en plus propice à l'achèvement du gazoduc de la route de l'Alaska. Cette décision a été prise sur les instances de la Yukon Pacific Corporation, qui favorise la mise sur pied d'un réseau appelé Trans-Alaska Gas System (TAGS) pour transporter les réserves du versant nord sous forme liquéfiée jusqu'au Japon et à d'autres pays de l'Asie—comme l'explique le dernier rapport annuel de l'Administration du pipe-line du Nord.

À l'instar des parrains du gazoduc de la route de l'Alaska dans les deux pays, le gouvernement canadien a manifesté son opposition à la décision. Il a maintenu que l'entente de 1977 par laquelle les deux pays s'étaient engagés à réaliser conjointement le projet reposait clairement sur l'utilisation exclusive des réserves existantes du versant nord pour fins de livraison au moyen du gazoduc. Dans sa décision, toutefois, le président Reagan a affirmé que, à son avis, la suppression des obstacles juridiques à l'exportation à l'étranger du gaz du versant nord ne devrait pas retarder l'achèvement du gazoduc de la route de l'Alaska. Il a en outre signalé que son gouvernement appuyait l'exploitation économique en temps opportun des ressources naturelles de l'Alaska et avait «supprimé toutes les dispositions réglementaires qui empêchaient le secteur privé de réaliser rapidement le projet». À la fin de l'année financière, la demande de la Yukon Pacific en vue d'obtenir un permis d'exportation n'avait pas encore été traitée.

Les personnes désireuses d'obtenir plus de renseignements sur le gazoduc de la route de l'Alaska, sur le tracé du réseau et sur le rôle de l'Administration du pipe-line du Nord sont priées de consulter les rapports de l'APN préalables à 1985-1986.

Faits nouveaux influant sur l'exploitation des tronçons préliminaires du gazoduc et la planification de la deuxième étape des travaux

Révisions majeures apportées à la conception de la deuxième étape du gazoduc et réductions sensibles au titre des coûts prévus

Tout au long de l'année financière, les parrains du gazoduc de la route de l'Alaska au Canada et aux États-Unis ont entrepris un examen approfondi aussi bien de la conception initiale de la deuxième étape des travaux que des estimations détaillées des coûts qui avaient été établies en 1982.

Les autorités canadiennes et américaines en matière de réglementation ont été informées de l'issue de cet examen pendant le dernier semestre de l'année financière et les résultats ont été rendus publics au début de juin 1988 par les deux parrains du projet—la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. au Canada et la Northwest Alaskan Pipeline Co., chef du consortium créé en vue de la construction du tronçon de l'Alaska.

Les parrains ont calculé que, en dollars américains de janvier 1988, le coût total de l'ensemble du système, y compris de la première étape, ne s'élèverait plus aux 26,1 milliards de dollars prévus en 1982 (convertis en dollars américains de janvier 1988 pour fins de comparaison), mais plutôt à 14,6 milliards de dollars, ce qui représentait une diminution de 45 p. 100. Le coût estimatif réel du gazoduc, s'il entrait en service avant novembre 1995, serait d'environ 22,5 milliards de dollars.

La Foothills a conclu que, en dollars américains de 1988, l'ensemble du réseau au Canada coûterait 5,6 milliards de dollars, ce qui était inférieur aux prévisions initiales de 8,2 milliards de dollars. En Alaska, le parrain américain estimait que les coûts passeraient de 15,6 milliards de dollars à 7,2 milliards de dollars.

Par suite de cette réduction sensible des coûts en capital prévus, les deux entreprises ont estimé que les frais moyens de transport vers les 48 États du Sud pendant dix ans—encore une fois en dollars de 1988—seraient approximativement 3,05 dollars par million de BTU (British Thermal Units), soit environ 1 000 pieds cubes de gaz naturel.

«Quant aux délais de construction, la Foothills est d'avis que le réseau sera opérationnel entre le milieu et la fin des années 1990», a déclaré l'entreprise canadienne lorsqu'elle a rendu publiques les révisions apportées à la conception du réseau et aux estimations des coûts. «La Foothills est convaincue que, grâce aux nouvelles estimations, les réserves supplémentaires de gaz naturel dont auront besoin les 48 États du Sud à ce moment pourront être livrées à un prix d'équilibre. En outre, le remplacement du pétrole importé par des réserves sûres aux États-Unis ne peut pas être ignoré. À son entrée en service, l'Alaska Natural Gas Transportation System (ANGTS) devrait permettre d'acheminer l'équivalent de 400 000 barils de pétrole par jour, chiffre qui devrait éventuellement atteindre 600 000 barils par jour».

Selon les parrains, les modifications à la nature du système et aux estimations des coûts découlaient des progrès technologiques qui étaient survenus dans la conception des gazoducs au cours des dernières années de même que des nouvelles connaissances qui avaient été acquises pendant des essais d'envergure sur les lieux. Un des principaux changements à la conception du réseau concerne le gabarit des tuyaux et la pression de fonctionnement prévue.

Les plans initiaux prévoyaient l'installation de tuyaux ayant un diamètre extérieur de 1 219 millimètres (mm) (48 pouces) entre la baie Prudhoe au versant nord de l'Alaska et Whitehorse au Yukon et de 1 422 mm (56 pouces) entre Whitehorse et Caroline (Alberta), le point où le réseau se divise pour former les embranchements est et ouest. Ces tronçons étaient censés fonctionner sous des pressions de 1 260 et 1 080 livres par pouce carré (psi) respectivement. Les plans révisés ramèneraient à 1 067 mm (42 pouces) le diamètre du tronçon entre Whitehorse et la baie Prudhoe et à 1 219 mm (48 pouces) celui du tronçon entre Whitehorse et Caroline. Le diamètre de chacun de ces tronçons serait plus petit, mais la pression serait beaucoup plus forte, à savoir 2 160 psi entre le versant nord et Whitehorse et 1 680 psi entre Whitehorse et Caroline. De plus, les parrains envisageaient une augmentation dans la capacité de transport initiale du système, laquelle passerait d'environ 60 millions de mètres cubes par jour (2,1 milliards de pi^3) à environ 65 millions de mètres cubes par jour (2,3 milliards de pi^3).

Les parrains ont énuméré un certain nombre de facteurs qui avaient contribué à réduire les frais de construction prévus. Ces derniers englobaient des changements importants dans la conjoncture économique depuis le début des années 1980; des délais de construction réduits; les résultats d'essais effectués au Canada et aux États-Unis; les progrès dans la conception des gazoducs; une productivité accrue en matière de soudage; l'exercice des rôles plus traditionnels de propriétaire et d'entrepreneur; le recours accru aux systèmes de communication existants; et une diminution des fonds fournis en cas d'urgence.

(Comme nous l'avons indiqué plus tôt, une preuve supplémentaire de l'intérêt renouvelé porté à la possibilité d'exporter le gaz naturel de l'Arctique vers les marchés du Sud a été apportée par la demande conjointe présentée à l'Office national de l'énergie en septembre 1988 en vue d'obtenir des permis touchant l'exportation pendant 20 ans d'au plus 169 milliards de mètres cubes (6 billions de pieds^3) de gaz des réserves canadiennes de la région du Delta du Mackenzie aux États-Unis. Alors que les deux requérants canadiens, à savoir Esso Ressources Canada Ltée et Shell Canada Ltée, n'avaient pas obtenu de contrat ferme visant l'achat du gaz, ils ont affirmé avoir conclu des «ententes établissant un précédent» avec deux acheteurs américains éventuels, la Enron Corp. et la Texas Eastern Transmission Corp. Les propriétaires des réserves de gaz canadiennes ont expliqué qu'ils demandaient un permis d'exportation parce qu'il leur faudrait au moins huit ans pour prendre tous les arrangements en matière de marketing, de transport et de financement, obtenir toutes les approbations requises et achever la construction du gazoduc. Ils ont donc conclu que les livraisons pourraient commencer en novembre 1996 au plus tôt.

(Esso et Shell n'ont pas expliqué comment ils entendaient transporter vers le Sud les exportations proposées de l'Arctique. L'accord canado-américain de 1977 concernant le gazoduc de la route de l'Alaska envisage la possibilité de transporter le gaz canadien de la région du Delta du Mackenzie au moyen d'un embranchement appelé l'embranchement Dempster qui se raccorderait au tronçon principal du système à Whitehorse. En 1979, la Foothills a demandé à l'Office national de l'énergie d'approuver cet embranchement, conformément à une entente avec le gouvernement fédéral, mais l'étude de cette demande reste en suspens. Pour sa part, Esso a reconnu dans sa demande qu'un nouveau gazoduc serait requis pour relier les réserves de gaz du Delta aux réseaux de transport existants du Sud. Mais il a ajouté qu'il ne déciderait de la nature de ces arrangements qu'après avoir déterminé les volumes et les points d'exportation du gaz à exporter. Esso a indiqué qu'il était disposé à jouer un rôle prépondérant dans l'élaboration d'un nouveau système «si une entreprise indépendante est incapable d'offrir un service de transport satisfaisant et compétitif dans les délais visés».)

Augmentations courantes et éventuelles des exportations de gaz canadien par les embranchements est et ouest

De concert avec l'accroissement général de la demande de gaz canadien mentionné plus tôt et en partie à cause d'une nette augmentation des ventes au comptant ou à court terme du gaz canadien, il y a eu une hausse considérable des exportations par les embranchements est et ouest pendant l'année financière.

Depuis plusieurs années, les exportations au moyen de l'embranchement ouest correspondent à la demande maximale convenue de quelque 6,8 millions

de mètres cubes de gaz par jour (240 millions de pi³). Pendant l'année financière 1987-1988, les exportations supplémentaires à court terme ont porté le volume moyen acheminé par cet embranchement à environ 7,5 millions de mètres cubes par jour (266 millions de pi³). En mai 1987, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) aux États-Unis a autorisé une augmentation qui a porté la capacité convenue de l'embranchement ouest à quelque 8,5 millions de mètres cubes par jour (300 millions de pi³). Au Canada, l'Office national de l'énergie a autorisé une augmentation des exportations en vertu de ses procédures régissant les exportations à court terme.

L'embranchement ouest a également constitué un point de mire pendant l'année à cause de la demande présentée à l'ONE en mai 1987 par la Pan-Alberta Gas Ltd. en vue d'obtenir un permis l'autorisant à augmenter nettement les quantités qu'elle acheminait, au moyen du gazoduc, à la Southern California Gas Co. (SoCal) par l'entremise de la Pacific Interstate Transmission Co. (PIT). L'audience subséquente tenue par l'Office concernant cette demande était la première à tomber sous le coup des nouveaux critères fondés sur le marché que l'ONE avait établis dans une décision datée de septembre 1987.

Dans sa demande, la Pan-Alberta a demandé à l'Office de prolonger son permis, qui expirait alors en octobre 1996, jusqu'en octobre 2012, soit un total de 16 années. Elle a également demandé l'autorisation de porter le volume total de gaz exportable en vertu de ce permis, à savoir 45,6 milliards de mètres cubes (1,6 billion de pi³), à un maximum de 73,6 milliards de mètres cubes (2,6 billions de pi³). (Dans les motifs de décision publiés en juillet 1988, l'ONE a essentiellement approuvé la demande de la Pan-Alberta mais, plutôt qu'autoriser une prolongation, il a ordonné la révocation du permis existant et l'octroi d'un nouveau permis autorisant l'exportation à la SoCal de 59,7 milliards de mètres cubes (2,1 billions de pi³) pendant la période de 24 ans se terminant en 2012. La décision permettait aussi l'exportation quotidienne d'au plus 7,5 millions de mètres cubes (264 millions de pi³). Dans son rapport, l'ONE a affirmé être d'avis que le nouveau permis assurerait la poursuite de ventes d'envergure dans ce qui était devenu un marché d'exportation fiable pour le gaz canadien.)

L'approbation par l'Office national de l'énergie en décembre 1987 d'une demande présentée par la Foothills en juin de cette même année en vue d'établir un service discontinu a contribué grandement au volume de gaz qui pourrait être éventuellement acheminé au moyen de l'embranchement est. L'ONE a accepté d'autoriser l'entreprise à se servir du tronçon de l'embranchement est qui transversait la Saskatchewan pour transporter du gaz à titre discontinu et il a exigé que le tarif soit calculé de façon à couvrir le coût des deux paliers d'un tel service, selon le facteur de puissance. (Dans des décisions subséquentes, l'Office a autorisé des réductions graduelles en trois étapes du tarif prévu à chaque étape.)

Entre le 1er avril 1987 et le 31 mars 1988, les exportations au moyen de l'embranchement est s'élevaient à 17,8 millions de mètres cubes par jour (628,3 millions de pi³), dont environ 4 p. 100 étaient vendues à titre discontinu. Ces exportations représentaient 64 p. 100 du facteur total de puissance de l'embranchement est, alors que, pendant la même période l'année précédente, les exportations équivalaient à 23 p. 100 du facteur de puissance de cet embranchement.

Bien que le volume moyen transporté par l'embranchement est restait inférieur à la capacité existante, en novembre 1987, la Northern Border Pipeline Ltd., qui exploite l'embranchement est du réseau aux États-Unis, a demandé à la FERC l'autorisation d'augmenter nettement la capacité de transport et l'envergure du gazoduc. Elle a proposé en particulier de prolonger le réseau existant, qui se terminait alors à Ventura (Iowa), jusqu'à Tuscola (Illinois), soit une distance d'environ 600 kilomètres (370 milles). La Northern Border désirait aussi ajouter suffisamment de compression pour augmenter la capacité de transport du système existant de quelque 21 millions de mètres cubes de gaz par jour (740 millions de pi³), soit un nouveau maximum de 51,5 millions de mètres cubes par jour (1,8 milliard de pi³). Les installations de compression proposées auraient permis le transport d'environ 34 millions de mètres cubes (1,2 milliard de pi³) de plus au maximum. La Northern Border a indiqué qu'elle s'attendait à ce qu'une partie considérable du volume accru provienne du Canada. En l'absence de contrats fermes touchant l'offre et la demande, cependant, aucune demande n'a été présentée à l'Office national de l'énergie pendant l'année financière en vue d'obtenir l'autorisation requise pour élargir la capacité en matière d'exportation de l'embranchement est au Canada.

Le rôle des organismes de réglementation au Canada et aux États-Unis

Comme c'est le cas depuis quelques années, les organismes de réglementation mis sur pied dans chaque pays pour surveiller la planification et la construction du gazoduc de la route de l'Alaska, à savoir

l'Administration du pipe-line du Nord au Canada et l'Office of the Federal Inspector aux États-Unis, sont essentiellement en attente. Comme nous l'avons noté dans notre dernier rapport annuel, leur rôle se limite essentiellement à tenir les nombreux dossiers et plans qui pourront servir lorsque la deuxième étape du projet débutera. En outre, chaque organisme continue de suivre de près les événements qui risquent d'avoir un effet sur les embranchements est et ouest ou sur la deuxième étape du projet, et il intervient le cas échéant.

Dans son rapport semestriel au Congrès pour février 1987, Theodore J. Garrish, l'inspecteur fédéral des États-Unis, a affirmé que tous les bureaux régionaux de l'OFI avaient été fermés et que cet office remplissait ses dernières fonctions en vertu d'une entente de soutien administratif avec le Department of Energy. «La stabilisation des marchés du gaz naturel et l'amélioration des perspectives de financement pour les entités qui participent à la construction du gazoduc devraient donner une nouvelle impulsion aux efforts de construction de la deuxième étape au début des années 1990», a affirmé M. Garrish dans son rapport. «L'avenir de l'ANGST (Alaska Natural Gas Transportation System), qui permettra aux Américains d'avoir accès aux abondantes réserves de gaz naturel de l'Alaska, continue d'être très prometteur. Ce projet est important pour le bien-être et la sécurité de notre pays sur le plan énergétique et nous attendons avec impatience que les travaux puissent redémarrer.»

Pendant l'année financière 1987-1988, l'Administration du pipe-line du Nord a conservé un personnel minimal, un seul membre travaillant à temps plein et le directeur général et l'agent financier supérieur n'étant qu'à temps partiel. Comme par le passé, toutes les dépenses liées au projet engagées par l'Administration ou d'autres ministères et organismes étaient remboursées par le parrain canadien.

Tout au long de l'année, l'hon. John C. Crosbie, ministre des Transports, a conservé la responsabilité ministérielle de l'Administration du pipe-line du Nord. (L'hon. Benoît Bouchard est devenu ministre responsable de l'APN le 1er avril 1988, en succédant à M. Crosbie à titre de ministre des Transports. Le 1er juin 1988, l'honorable Donald Mazankowski, Vice-premier ministre et président du Conseil privé—et subséquemment aussi ministre de l'Agriculture—a assumé de nouveau la responsabilité de l'Administration. M. Mazankowski avait préalablement détenu ce même portefeuille du 17 septembre 1984 au 30 juin 1986. Comme il le signale dans la lettre d'envoi du présent rapport annuel à M. Mazankowski, G. E. Shannon, sous-ministre du Commerce extérieur et sous-secrétaire d'État associé aux Affaires extérieures, a succédé à Mitchell Sharp le 1er juin 1988 en tant que directeur général de l'Administration du pipe-line du Nord, poste que M. Sharp a occupé pendant un peu plus de 10 ans, dès la création de cet organisme par le Parlement en vertu de la *Loi sur le pipe-line du Nord* au printemps de 1978. Par suite de ce changement, on s'attend à ce que l'Administration du pipe-line du Nord se réinstalle avant le printemps de 1989 dans l'immeuble Lester B. Pearson, 125, promenade Sussex, Ottawa (Ontario), K1A 0G2.

Finances, personnel et langues officielles

Finances et personnel

L'article 12 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que le Vérificateur général du Canada doit vérifier annuellement les comptes et les transactions financières de l'Administration et qu'il doit faire rapport au Ministre. L'article 13 de la Loi dispose que le rapport du Vérificateur général et le rapport annuel du Ministre sur les travaux de l'Administration doivent être déposés au Parlement. Conformément à ces dispositions, nous reproduisons à l'annexe le rapport du Vérificateur général du Canada pour l'exercice se terminant le 31 mars 1988.

En 1987-88, le budget de fonctionnement de l'Administration du pipe-line du Nord s'élevait à 518 000 $ et le nombre d'années-personnes autorisées était de 3. Les dépenses pour l'année se sont élevées à 225 000 $. A la fin de l'exercice financier, le personnel de l'Administration ne comptait que trois employés, dont deux travaillant à temps partiel. L'Office national de l'énergie fournit des services dans les secteurs des finances et du personnel pour lesquels l'Administration rembourse l'Office.

L'article 29 de la *Loi sur le pipe-line du Nord* prévoit que la compagnie chargée de la construction du pipeline remboursera les frais supportés par l'Administration conformément au règlement établi en vertu du paragraphe 46.1(2) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Pendant l'année, 303 000 $ furent remboursés par la Foothills conformément aux dispositions de la *Loi sur le pipe-line du Nord*; 180 000 $ de ce montant ayant trait à des dépenses de l'année précédente. En plus, des droits de servitude de 28 000 $ ont été perçus auprès de la Foothills pour le corridor du Yukon. Les sommes recouvrées ont toutes été créditées au Fonds du revenu consolidé.

Plan des langues officielles

L'Administration du pipe-line du Nord est désignée comme un employeur distinct à la Partie II de la *Loi sur les relations de travail dans la Fonction publique* et n'est pas assujettie à la *Loi sur l'emploi dans la Fonction publique*, mais elle applique généralement les politiques et les méthodes établies pour les autres ministères et organismes fédéraux en matière linguistique et observe les dispositions de la *Loi sur les langues officielles*.

Les personnes désireuses de faire des observations ou d'obtenir des renseignements sur l'aspect linguistique des services peuvent composer le numéro (613) 993-7466 ou écrire au bureau de l'Administration du pipe-line du Nord, Poste 210, Les Tours Centennial, 200, rue Kent, Ottawa (Ontario), K1A 0E6.

AUDITOR GENERAL OF CANADA

VÉRIFICATEUR GÉNÉRAL DU CANADA

RAPPORT DU VÉRIFICATEUR

Le Ministre chargé de l'Administration du pipe-line du Nord

J'ai vérifié l'état des dépenses et des rentrées de l'Administration du pipe-line du Nord pour l'exercice terminé le 31 mars 1988. Ma vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que j'ai jugés nécessaires dans les circonstances.

À mon avis, cet état financier présente fidèlement les dépenses et les rentrées de l'Administration pour l'exercice terminé le 31 mars 1988 selon les conventions comptables énoncées dans la note 2 afférente à l'état financier, appliquées de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Pour le Vérificateur général du Canada

D.L. Meyers, F.C.A.
Sous-vérificateur général

Ottawa, Canada
le 15 août 1988

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

État des dépenses et des rentrées
pour l'exercice terminé le 31 mars 1988

	1988	1987
Dépenses (note 3)		
Traitements et prestations aux employés	$ 144,333	$ 353,877
Locations	36,510	34,430
Services professionnels et spéciaux	33,858	32,575
Déplacements et communications	4,049	12,580
Information	3,178	3,473
Fournitures et approvisionnements	1,666	1,806
Acquisition de matériel	1,199	—
Autres	185	1,850
Réparation et entretien	80	—
	225,058	440,591
Rentrées		
Frais recouvrés auprès de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. (note 4)	303,487	135,307
Détachement d'employés de l'Administration	—	105,849
Droits de servitude	27,594	27,594
Autres recouvrements	178	2,153
	331,259	270,903
Excédent des dépenses sur les rentrées (Excédent des rentrées sur les dépenses)	$ (106,201)	$ (169,688)

Approuvé par:

Le directeur général,

L'agent financier supérieur,

ADMINISTRATION DU PIPE-LINE DU NORD

Notes afférentes à l'état des dépenses et des rentrées au 31 mars 1988

1. Instrument d'autorisation et objectif

L'Administration a été constituée en 1978 en vertu de la Loi sur le pipe-line du Nord (S.C. 1977-1978 chap. 20). L'objectif de l'Administration est de faciliter la planification et la construction expéditives et efficaces du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel d'une manière conforme aux meilleurs intérêts du Canada, ainsi que le décrit la Loi.

2. Conventions comptables

Dépenses

Les dépenses comprennent le coût des travaux effectués, des biens reçus ou des services rendus avant le 1er avril, exception faite des coûts relatifs aux plans de prévoyance et de cessation pour les employés, ces coûts étant imputés aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel les employés quittent l'Administration. Les immobilisations acquises sont imputées aux comptes des dépenses de l'exercice pendant lequel s'effectue l'achat. Les dépenses comprennent également tous les frais engagés pour le compte de l'Administration par les ministères du gouvernement, exception faite des contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés, lesquelles sont calculées d'après les coûts salariaux prévus au budget. Toutes les dépenses sont financées à l'aide de crédits parlementaires ainsi que par les ministères qui offrent gratuitement des services.

Rentrées

Les rentrées sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse et sont créditées aux Fonds du revenu consolidé. Le recouvrement des frais auprès de Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. se fait au moyen d'une facturation trimestrielle.

3. Dépenses

Les dépenses de l'exercice ont été financées de la manière suivante:

	1988	1987
Crédits parlementaires		
Transport		
Crédit 90 (Crédit 70 en 1987)—Dépenses du programme	$ 485,000	$ 600,000
Statutaire—Contributions aux régimes d'avantages sociaux des employés	33,000	45,000
	518,000	645,000
Montant non requis	292,942	204,409
	$ 225,058	$ 440,591

4. Frais recouvrés auprès de la Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd.

	1988	1987
Frais recouvrables au titre de l'exercice		
Dépenses de l'exercice	$ 225,058	$ 440,591
* Rajustement au titre des prestations aux employés	(16,300)	(16,592)
Rajustement pour frais non recouvrables	—	(10,671)
Détachement d'employés de l'Administration	—	(105,849)
Autres recouvrements	—	(1,141)
	208,758	306,338
Frais du présent exercice recouvrés au cours de l'exercice précédent	—	(18,624)
Frais recouvrés en trop au cours du présent exercice	—	—
Frais de l'exercice précédent recouvrés au cours du présent exercice	180,001	—
Rajustement de l'exercice précédent reconnu au cours du présent exercice	—	27,594
Frais à recouvrer au cours du prochain exercice	(85,272)	(180,001)
	$ 303,487	$ 135,307

* La part des contributions de l'Administration aux régimes d'avantages sociaux des employés versées au gouvernement pour le présent exercice représente un montant supérieur au montant réel que doit verser l'employeur. Les frais recouvrables au titre de l'exercice terminé le 31 mars 1988 ont donc été redressés de manière à tenir compte de ce fait.

5. Plans de prévoyance et de cessation pour les employés

Plan de prévoyance

Les employés des niveaux supérieurs et d'autres employés essentiels qui demeurent au service de l'Administration jusqu'à ce qu'ils aient terminé leurs tâches, et qui sont au service de l'Administration pour une période de plus de deux ans, ont droit à une indemnité de 13% du total cumulé de leur traitement. D'après le nombre d'employés inscrits à l'effectif et pouvant avoir droit à cette indemnité, les frais impayés au 31 mars 1988 sont évalués à $27,255 ($21,500 en 1987).

Plan de cessation

Le 15 juillet 1982, le Conseil du Trésor a approuvé un plan de cessation pour les employés qui ont cessé de travailler en raison de la réduction des activités depuis le 1er mai 1982. Le montant de l'indemnité de cessation est calculé en fonction du nombre d'années de service et comprend un montant pour la réinstallation de l'employé, le cas échéant. D'après le nombre de cessations prévues, les frais impayés, incluant les coûts de réinstallation, au 31 mars 1987 sont évalués à $22,400 ($35,000 en 1987).

6. Réduction des activités

Le 1er mai 1982, les promoteurs américains du pipe-line de la route de l'Alaska pour le transport du gaz naturel et Foothills Pipe Lines (Yukon) Ltd. ont annoncé que la date prévue pour l'achèvement des travaux était reportée jusqu'à nouvel ordre et que tous les intervenants devaient réduire leurs activités.